



Technologies énergétiques : la nouvelle donne économique de l'après-pétrole

Patrick Criqui, Philippe Menanteau

► To cite this version:

Patrick Criqui, Philippe Menanteau. Technologies énergétiques : la nouvelle donne économique de l'après-pétrole. Technology review (édition française), 2007, 2, pp.46-51. halshs-00143292

HAL Id: halshs-00143292

<https://shs.hal.science/halshs-00143292>

Submitted on 25 Apr 2007

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



**LABORATOIRE D'ECONOMIE DE LA PRODUCTION
ET DE L'INTEGRATION INTERNATIONALE**

UMR 5252 CNRS - UPMF

Technologies énergétiques La nouvelle donne économique

Article à paraître dans Technology Review

**Patrick Criqui
Philippe Menanteau**

avril 2007

Patrick Criqui¹

Philippe Menanteau²,

LEPII, Université de Grenoble-CNRS

Le pétrole et le gaz naturel se font de plus en plus rares. Les énergies émettrices de CO₂ sont de plus en plus surveillées. Les énergies renouvelables sont de plus en plus attendues. Face à cette nouvelle donne, le secteur de l'énergie évolue rapidement. Déjà, certains grands groupes réorientent ou diversifient leur activité. Quels choix faut-il faire pour les technologies énergétiques de demain ?

Le secteur de l'énergie est aujourd'hui sous l'emprise d'une double contrainte : une contrainte en amont, qui résulte de la raréfaction progressive – non des énergies fossiles car le charbon est abondant – mais du pétrole et du gaz naturel ; une contrainte en aval, qui correspond à la montée des limitations d'émissions de gaz à effet de serre, du fait de la prise de conscience du changement climatique et de la mise en œuvre des engagements internationaux, comme le Protocole de Kyoto. Les réponses apportées à cette double contrainte – et ce double défi – ne seront pas que technologiques, il faudra également changer nos comportements et mettre en place de nouvelles politiques d'aménagement (infrastructures, etc.). Le progrès technique restera néanmoins un élément-clé pour basculer vers des sociétés à basse consommation d'énergie et de carbone.

On sait par ailleurs que dans les prochaines décennies, des investissements massifs seront effectués dans le secteur de l'énergie. Du fait de la croissance des besoins dans les pays émergents et de la nécessité du renouvellement des parcs de production électrique dans les pays du Nord, on estime à plus de 300 milliards de dollars les sommes à investir annuellement dans le secteur électrique d'ici 2030³. Ces investissements modèleront à leur tour le paysage énergétique mondial. D'où la nécessité de poser convenablement la question des prix relatifs de long terme, qui détermineront l'« ordre de mérite » des technologies de l'énergie. Si les bons choix sont faits au bon moment, on peut espérer répondre aux défis du siècle prochain. Dans le cas contraire, les risques et les coûts pour les sociétés humaines seront sans doute très élevés.

¹ Directeur de Recherche CNRS, directeur du LEPII, Université de Grenoble - CNRS

² Ingénieur de Recherche CNRS, LEPII

³ Agence Internationale de l'Energie, World Energy Investment Outlook, Paris, 2003

LA MONTEE DES INCERTITUDES

Jusqu'à la fin du XX^e siècle, le problème du choix des investissements énergétiques était, sinon simple, du moins maîtrisable. La question principale était celle de l'évaluation anticipée des prix relatifs des grandes énergies échangées internationalement : pétrole, gaz naturel et charbon. Dans le secteur électrique en particulier, les technologies de conversion étaient bien connues et des études régulières permettaient de mettre à jour les « couts de référence⁴ » de la production d'électricité. Cela ne signifie cependant pas qu'il n'existait aucune controverse. Par exemple, celle qui court depuis les années 1970 sur le coût du kWh nucléaire⁵. Dans ce cas, néanmoins, l'incertitude est circonscrite et elle porte sur un nombre relativement limité de variables.

Aujourd'hui la situation est beaucoup plus complexe car les dimensions de l'incertitude se sont multipliées, reflétant d'une part, la montée des contraintes de ressource et d'environnement et d'autre part, les possibilités nouvelles offertes par des innovations technologiques, qui sont aujourd'hui plus radicales qu'incrémentales. En bref, le choix d'un équipement de production d'électricité, à installer par exemple en 2020, doit prendre en compte : premièrement une estimation des prix relatifs du charbon et du gaz naturel – le pétrole étant d'ores et déjà hors-course dans ce domaine –, deuxièmement une anticipation du prix du CO₂ dans les décennies suivantes, troisièmement une évaluation des coûts du kW installé, au moins pour une chaudière super-critique au charbon, une turbine à gaz en cycle combiné, une ferme éolienne terrestre et un réacteur de type EPR. Encore se limite-t-on ici à un cas simple, sans poser la question de l'optimisation de l'ensemble du système énergétique, avec des solutions faisant appel aux énergies renouvelables ou à l'hydrogène ...

Cette montée des incertitudes dans la compétition inter-technologies se traduit par des écarts croissants dans les coûts futurs de production de l'électricité. La base de données TECHPOL⁶, qui rassemble des informations sur les coûts et performances des principales technologies de l'énergie permet de mener une simulation pour différents jeux d'hypothèses sur l'environnement énergétique international, les politiques climatiques et le progrès technique (voir encadré).

Si l'on considère le portefeuille d'options qu'envisagent les producteurs d'électricité aujourd'hui, on remarque que le thermique charbon est redevenu la solution de référence dans la plupart des régions du monde. La turbine à gaz en cycle combiné s'était certes imposée au cours des années 1980 et 1990 comme la technologie de référence en raison de son faible coût en capital, de son rendement très élevé et du faible prix du gaz. Mais cet avantage relatif a dès aujourd'hui disparu et sa compétitivité se détériorera encore avec la hausse attendue des prix du gaz à l'horizon 2025. Face à elle, les technologies du charbon pulvérisé enregistrent des progrès réguliers sur le plan des rendements (cycles supercritiques et,

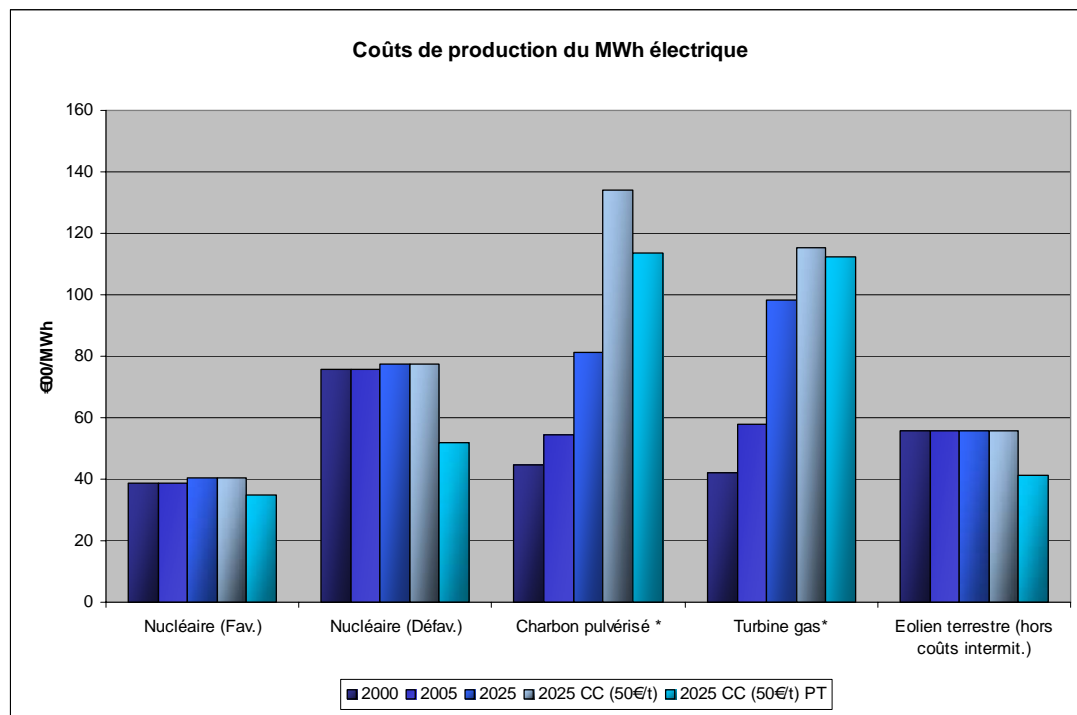
⁴ Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, 2003, Les coûts de référence de la production électrique

⁵ Elle porte sur la prise en compte ou non de l'ensemble de la filière nucléaire dans le calcul des coûts production d'un kWh nucléaire, et en particulier, des coûts du cycle du combustible (enrichissement, retraitement et gestion des déchets) et du démantèlement des centrales.

⁶ Développée au LEPII pour les besoins du modèle énergétique POLES, cette base rassemble des données détaillées et évaluées pour environ cinquante technologies énergétiques-clé.

progressivement, ultra-supercritiques). À terme, la technologie de la gazéification intégrée devrait s'imposer, notamment en raison des possibilités intéressantes qu'elle offre pour la capture du CO₂. Mais la faisabilité de cette option reste encore à confirmer.

VARIATIONS ANTICIPEES DES COUTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE



La première hypothèse (2005), décrit la situation actuelle ; la deuxième (2025), reprend les mêmes hypothèses technologiques mais avec une anticipation de la hausse des prix de l'énergie pour 2025 ; la troisième (2025 CC), introduit en plus une valeur du carbone – taxe ou prix du permis – de 50 €/tCO₂, et la quatrième (2025 CC+PT), prend en compte les perspectives de baisse de coûts associées aux progrès technologiques attendus, en particulier du fait des effets d'expérience dans la mise en œuvre des technologies. En complément, la situation en 2000 est également décrite, afin de montrer quel a été l'impact des augmentations récentes des prix internationaux sur les coûts de production.

Pour le nucléaire, 2 cas sont envisagés en fonction des conditions sociales et industrielles nationales : le premier cas correspond à un contexte national favorable avec un programme de plusieurs centrales permettant des économies de série ; le second cas, défavorable, traduit les risques de dérive sur les coûts de construction, les délais de réalisation et le coût du capital.

L'option éolienne est décrite sur la base des coûts observés sur des sites favorables du point de vue de la ressource, mais non pas exceptionnels. Il n'est pas tenu compte ici des coûts de *backup*, c'est à dire des capacités de production dont il faut disposer en réserve, en cas de panne de vent.

Notes : * les solutions fossiles utilisent des dispositifs de capture du CO₂ dans les scénarios 2025 CC et 2025 CC PT. Les prix "entrée centrale" en 2005 sont de 300 €/tep pour le gaz et 145 €/tep pour le charbon.

De plus, dans l'avenir, les changements attendus des coûts de production de l'électricité, comme illustrés sur le graphique ci-contre, devraient changer la donne. Si l'on compare le coût des énergies fossiles (gaz naturel et charbon) dans la période actuelle (2000-2005), on s'aperçoit que les écarts se réduisent : le gaz qui était l'option la moins coûteuse en 2000 ne l'est plus en 2005 du fait de l'évolution des prix de l'énergie, et rejoint ainsi les valeurs du charbon pulvérisé. Quant au nucléaire, il serait compétitif dans un contexte favorable (programme de plusieurs centrales permettant des économies de série), mais très peu de pays sont susceptibles de réunir de telles conditions et les probabilités de dérive des coûts sont fortes. Enfin, l'éolien serait proche de la compétitivité économique sur des sites favorables, mais il faudrait aussi tenir compte alors des surcoûts de l'intermittence.

Pour les années 2025, on peut prévoir que la forte augmentation des prix de l'énergie (quasi doublement des prix) conduira à un accroissement important des coûts de production d'électricité d'origine fossile, de l'ordre de 50 à 60%. Par contre, l'augmentation ne sera que peu sensible pour l'électricité d'origine nucléaire du fait du faible poids du combustible dans le coût total, et elle sera nulle pour l'éolien. Ces deux solutions deviendront donc à cette date les options de référence pour les pays qui disposeront d'une ressource éolienne suffisante ou qui seront capables de mettre en œuvre l'option nucléaire. Pour les autres, l'écart de coût entre le gaz et le charbon se creusera au profit de ce dernier.

Enfin, il est à prévoir que l'introduction d'une contrainte carbone (taxe ou permis sur les techniques à forte émission de CO₂) renforcera encore le coût des options fossiles, même en tenant compte de la possibilité de capturer le carbone. En effet, le coût de la capture - intégré aux technologies charbon et gaz pour les deux derniers jeux d'hypothèses car il est raisonnable de considérer qu'à cette date elles auront incorporé la capture et le stockage du CO₂ - se traduira aussi par une très forte augmentation des coûts de production d'électricité, en particulier pour le charbon. Cependant, on observe que la prise en compte du progrès technique devrait tout de même ramener le charbon au même niveau que le gaz, mais à environ 110 €/MWh, toujours bien au dessus de l'éolien et du nucléaire.

LA DIVERSIFICATION COMME STRATEGIE INDUSTRIELLE

L'incertitude sur la compétitivité relative des grandes options technologiques conduit aujourd'hui les industriels à développer des stratégies de diversification afin de limiter les risques et d'anticiper les évolutions prévisibles de leur environnement : augmentation des prix des énergies, renforcement de la contrainte carbone, objectifs quantitatifs contraignants pour les énergies renouvelables, etc.

Ainsi, le groupe EDF doit, au travers de ses prises de participation dans des entreprises de production d'électricité à l'étranger, gérer aujourd'hui un parc important de centrales thermiques à flamme alimentées au charbon (Chine, Pologne, Royaume Uni). Il considère de ce fait comme prioritaires les actions de recherche visant à développer les usages du charbon propre avec stockage du CO₂, et la maîtrise industrielle de l'ensemble des technologies associées.

Par ailleurs, les entreprises pétrolières ont depuis longtemps déjà cherché à élargir leurs activités vers de nouvelles sources d'énergie. Si la transformation, discutée, du sigle BP en "Beyond Petroleum" relève en partie d'une stratégie de communication, le groupe pétrolier est de fait devenu un acteur majeur dans le secteur de l'énergie solaire photovoltaïque. En France, Total a également investi dans ce secteur avec Tenesol (ex : Total Energie) et Photovoltech, ainsi que dans l'éolien et bien entendu dans les biocarburants. Mais la surprise est venue d'une déclaration de son nouveau PDG, Christophe de Margerie, évoquant récemment l'intérêt du groupe pour l'énergie nucléaire : « *Nous devons certainement un jour prendre part à cette aventure [du nucléaire ndr]* », a-t-il déclaré à la presse anglo-saxonne (Financial Times—5/02/2007).

De son côté, le groupe Areva a montré son intérêt pour le secteur de l'éolien – malgré les difficultés de sa filiale Jeumont Eole – en se portant acquéreur en 2005 de 30 % des actions de RE-Power (7^e rang mondial) puis en tentant une OPA sur les 70 % restants, en concurrence avec l'indien Suzlon Energy. L'issue de ce duel est encore incertaine mais le prix atteint par les dernières offres montre l'intérêt stratégique que représente pour Areva un positionnement dans ce secteur.

Les estimations des futurs coûts de production de l'électricité comme l'examen des stratégies de diversification des groupes énergétiques montrent que la compétition inter-technologies est aujourd'hui très ouverte. Néanmoins, si la contrainte climatique se renforce, il est clair que les technologies non-émettrices de CO₂ vont bénéficier d'un avantage structurel par rapport aux technologies utilisant des combustibles fossiles, qui seront pénalisées par le prix du carbone ou par le coût supplémentaire de la capture et de la séquestration. Après la crise des années 1980, le nucléaire et les énergies renouvelables pourraient alors bénéficier d'une seconde chance.

Les sources d'énergie fossiles pour la production d'électricité ne sont pas condamnées pour autant. On peut en effet s'attendre à ce que le développement massif du nucléaire et des renouvelables se heurte à des limites physiques ou sociétales, qui imposeront de recourir encore au gaz naturel et plus probablement au charbon. Dans cette hypothèse, et à moins de progrès techniques radicaux et d'un prix du charbon très bas, les coûts de production et donc les prix de l'électricité seront nécessairement plus élevés.

La R&D jouera donc un rôle-clé pour d'une part, réduire les contraintes qui limitent la mobilisation des options sans CO₂ (risque nucléaire, gestion des déchets, intermittence des sources renouvelables) et d'autre part, permettre le développement d'un charbon "doublement propre" – par la limitation des pollutions locale et globale avec la capture et séquestration du CO₂. En effet, toutes ces solutions devront probablement être mobilisées pour assurer l'approvisionnement énergétique mondial sans que soit mis en péril le climat de la planète.

LEXIQUE :

Turbine à gaz à cycle combiné : Centrales à gaz associant en cascade une turbine à combustion et une turbine à vapeur et présentant de ce fait des rendements très élevés.

Centrales supercritiques au charbon : centrales fonctionnant au charbon pulvérisé (par opposition au charbon gazéifié ou lits fluidisés) dans des conditions de

température et de pression spécifiques qui permettent d'atteindre des rendements plus élevés que les centrales classiques (sous critiques).

Capture du CO₂ : il est envisagé d'équiper les turbines à gaz et centrales à charbon pulvérisé de dispositifs de capture du CO₂ pour éviter son rejet dans l'atmosphère. Le CO₂ est séparé des gaz de combustion puis comprimé et transporté pour être injecté dans des réservoirs souterrains. L'ajout de dispositifs de capture se traduit par une augmentation des coûts et une baisse des rendements.